

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» декабря 2024 г. № 3099

Регистрационный № 41067-09

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) УМП «Водоканал»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) УМП «Водоканал» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, потребленной и переданной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов с энергосбытовыми организациями и оперативного управления энергопотреблением.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ УМП «Водоканал» представляет собой многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ УМП «Водоканал» решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
 - хранение результатов измерений в специализированной базе данных в течение 3,5 лет, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
 - обеспечение ежесуточного резервирования баз данных на внешних носителях информации;
 - разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей и фиксация в отдельном файле всех действий пользователей с базами данных;
 - подготовку данных в XML формате (Приложение 11.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведение реестра субъектов оптового рынка) для их передачи по электронной почте;
 - обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
 - диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС;
 - конфигурирование и настройка параметров АИИС;
 - ведение системы единого времени а АИИС (коррекция времени).

АИИС КУЭ УМП «Водоканал» включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительные трансформаторы тока и напряжения, их вторичные цепи, счетчики активной и реактивной электроэнергии, установленные на УМП «Водоканал», образующие информационно-измерительные каналы (далее по тексту - «ИК»), по количеству точек учета электроэнергии;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий технические средства приема — передачи данных, каналы связи, для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями, устройство синхронизации системного времени (УССВ), сервер, автоматизированное рабочее место (АРМ). АРМ (стационарные) представляет собой компьютер с операционной системой Windows Server 2008 настольного исполнения с установленным программным обеспечением (ПО) «Пирамида 2000», реализующее всю необходимую функциональность ИВК и каналообразующей аппаратурой. В случае отказа основного ПО предусмотрено резервное, представляющее собой компьютер с операционной системой Windows 10 Professional настольного исполнения с установленным программным обеспечением (ПО) «Пирамида 2.0 Пром». АРМ предназначено для дистанционной работы с сетевым контроллером, а также для составления отчетной документации. Технические средства для организации локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема — передачи данных поступают на входы сервера, где производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), сбор и хранение результатов измерений.

С ИВК данные передаются по выделенному каналу сети «Интернет».

В качестве резервного канала передачи данных используется телефонная сеть связи общего пользования (ТфСОП) с отдельным телефонным номером, организованная от ИВК.

АИИС КУЭ УМП «Водоканал» оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). В СОЕВ входят все средства измерения времени, влияющие на процесс измерения количества электроэнергии, и учитываются временные характеристики (задержки) линий связи между ними, которые используются при синхронизации времени. СОЕВ привязана к единому календарному времени. В качестве УССВ используется устройство синхронизации времени УСВ-1.

УСВ-1 осуществляет прием сигналов точного времени системы GPS один раз в сутки и является средством измерения времени с допустимой погрешностью $\Delta_{УСВ} = 1 \text{ с/сут}$. УСВ-1 каждую секунду передает данные о времени через последовательный интерфейс RS-232 (COM — порт) на сервер. Синхронизация времени на сервере происходит от подключенного к нему УСВ-1, при рассогласовании более чем на 1 секунду. Далее сервер устанавливает время на счетчика 1 раз в сутки. Синхронизация времени счетчиков происходит при рассогласовании с временем сервера более чем на 1 секунду.

Нанесение знака поверки на средство измерения не предусмотрено. Заводской номер 009 наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера ИВК, типографским способом, а также заводской номер 009 указан в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ПО «Пирамида 2000», которое используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии, а также программное обеспечение на случай выхода основного «Пирамида 2.0 Пром»

ПО «Пирамида 2000», «Пирамида 2.0 Пром» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствуют уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные метрологически значимой части программного обеспечения (ПО) представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Наименование ПО	ПО «Пирамида 2000»
Идентификационное наименование модулей ПО:	CalcClients.dll
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	CalcLeakage.dll
Цифровой идентификатор ПО	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	CalcLosses.dll
Цифровой идентификатор ПО	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	Metrology.dll
Цифровой идентификатор ПО	52e28d7b608799bb3cce41b548d2c83
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	ParseBin.dll
Цифровой идентификатор ПО	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	ParseIEC.dll
Цифровой идентификатор ПО	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	ParseModbus.dll
Цифровой идентификатор ПО	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	ParsePiramida.dll
Цифровой идентификатор ПО	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	SynchroNSI.dll
Цифровой идентификатор ПО	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Продолжение таблицы 1

1	2
Идентификационное наименование модулей ПО:	VerifyTime.dll
Цифровой идентификатор ПО	1ea5429b261fb0e28 84f5b356a1d1e75
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Наименование ПО	ПО «Пирамида 2.0 Пром»
Идентификационное наименование модулей ПО:	BinaryPackControls.dll
Цифровой идентификатор ПО	EB19 84E0 072A CFE1 C797 269B 9DB1 5476
Номер версии (идентификационный номер) ПО	10
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	CheckDataIntegrity.dll
Цифровой идентификатор ПО	E021 CF9C 974D D7EA 9121 9B4D 4754 D5C7
Номер версии (идентификационный номер) ПО	10
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	ComIECFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	BE77 C565 5C4F 19F8 9A1B 4126 3A16 CE27
Номер версии (идентификационный номер) ПО	10
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	ComModbusFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	AB65 EF4B 617E 4F78 6CD8 7B4A 560F C917
Номер версии (идентификационный номер) ПО	10
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	ComStdFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	EC9A 8647 1F37 13E6 0C1D AD05 6CD6 E373
Номер версии (идентификационный номер) ПО	10
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	DateProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО	D1C2 6A2F 55C7 FECF F5CA F8B1 C056 FA4D
Номер версии (идентификационный номер) ПО	10
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	SafeValuesDataUpdate.dll
Цифровой идентификатор ПО	B674 0D34 19A3 BC1A 4276 3860 BB6F C8AB
Номер версии (идентификационный номер) ПО	10
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	SimpleVerifyDataStatuses.dll

Продолжение таблицы 1

1	2
Цифровой идентификатор ПО	61C1 445B B04C 7F9B B424 4D4A 085C 6A39
Номер версии (идентификационный номер) ПО	10
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	SummaryCheckCRC.dll
Цифровой идентификатор ПО	EFCC 55E9 1291 DA6F 8059 7932 3644 30D5
Номер версии (идентификационный номер) ПО	10
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	ValuesDataProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО	013E 6FE1 081A 4CF0 C2DE 95F1 BB6E E645
Номер версии (идентификационный номер) ПО	10
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4 и 5.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	УСВ/Сервер
1	2	3	4	5	6
1	ПС 10 кВ ОНВС-2 м.Строино, РУ- 10 кВ, 1 сек. 10 кВ, яч.1, КЛ-10 кВ ф. 193	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	
2	ПС 10 кВ ОНВС-2 м.Строино, ввод 0,4 кВ, ТЧН-1	ТТН-III Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 58465-14 ТОП-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 58386-14	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-08	Windows Server 2008 (основной), Windows 10 Profession (резервный), УСВ-1, Рег. № 28716-05
3	ПС 10 кВ ОНВС-2 м.Строино, РУ- 10 кВ, 2 сек. 10 кВ, яч.16, КЛ-10 кВ ф. 190	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
4	ПС 10 кВ ОНВС-2 м.Строино, ввод 0,4 кВ, ТЧН-2	ТТН-III Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 58465-14	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-08	
5	КЛ-10 кВ ф. 199 от ПС 110 кВ Во- дозабор, опора, ВЛ-10 кВ, ПКУ ф. 199	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 32139-06	ЗНОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Рег. № 35956-07 ЗНОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Рег. № 59871-15	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	
6	КЛ-10 кВ ф. 196 от ПС 110 кВ Во- дозабор, опора, ВЛ-10 кВ, ПКУ ф. 196	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 32139-06	ЗНОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Рег. № 71707-18	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	
7	КЛ-10 кВ ф. 198 от ПС 110 кВ Во- дозабор, опора, ВЛ-10 кВ, ПКУ ф. 198	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 32139-06	ЗНОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Рег. № 35956-07 ЗНОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Рег. № 71707-18	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	Windows Server 2008 (основной), Windows 10 Professional (резервный),
8	ТП №1 6 кВ цеха ОСК, РУ-6 кВ, 1 сек. 6 кВ, яч.1, КЛ 6 кВ ф.623	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2473-00	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	УСВ-1, Рег. № 28716-05
9	ТП №1 6 кВ цеха ОСК, РУ-6 кВ, 2 сек. 6 кВ, яч.16, КЛ 6 кВ ф.626	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2473-00	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	
10	ТП №2 6 кВ цеха ОСК, РУ-6 кВ, 1 сек. 6 кВ, яч.1, КЛ 6 кВ ф.627	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 51199-18	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	
11	ТП №2 6 кВ цеха ОСК, РУ-6 кВ, 2 сек. 6 кВ, яч.16, КЛ 6 кВ ф.624	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	
12	ПС 10 кВ ОНВС-2 м. Горино, РУ-10 кВ, 1 сек. 10 кВ, яч.5, КЛ-10 кВ ф.129	ARM3/N2F Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 18842-09	VRQ2N/S2 Кл.т. 0,5 10000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Рег. № 47913-11	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
13	ПС 10 кВ ОНВС-2 м. Горино, РУ-10 кВ, 2 сек. 10 кВ, яч.1, КЛ-10 кВ ф.120	ARM3/N2F Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 18842-09	VRQ2N/S2 Кл.т. 0,5 10000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Рег. № 47913-11	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	
14	ПС 6 кВ ОНВС-1 м. Авдотьино, РУ- 6 кВ, 1 сек. 6 кВ, яч.13, КЛ-6 кВ. ф. 607	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	
15	ПС 6 кВ ОНВС-1 м. Авдотьино, РУ- 6 кВ, 2 сек. 6 кВ, яч.35, КЛ-6 кВ. ф. 660	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	
16	ПС 6 кВ ОНВС-1 м. Авдотьино, РУ- 6 кВ, 3 сек. 6 кВ, яч.14, КЛ-6 кВ. ф.605	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 25433-11	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	
17	ПС 6 кВ Насосная станция п. Пеньки, РУ-6кВ, сборка шин 6 кВ, яч.ф.1	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	Windows Server 2008 (основной), Windows 10 Professional (резервный), YCB-1, Рег. № 28716-05
18	ПС 6 кВ Насосная станция п.Пеньки, Щит СН 0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 6891-85	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	
19	ПС 6 кВ ГНС-1, КРУ-6кВ, 1 сек. 6 кВ, яч.8, КЛ-6кВ ф.1 ГНС	ТПЛ-10У3 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	
20	ПС 6 кВ ГНС-1, КРУ-6кВ, 2 сек. 6 кВ, яч.1, КЛ-6кВ ф.2 ГНС	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	
21	ПС 6 кВ ГНС-1, КРУ-6кВ, 2 сек. 6 кВ, яч.4, КЛ-6кВ ф.616	ТПЛ-10У3 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	
22	ПС 6 кВ ГНС-1, КРУ-6кВ, 2 сек. 6 кВ, яч.2, ф.1 ИПТ	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
23	ПС 6 кВ ГНС-1, КРУ-6кВ, 1 сек. 6 кВ, яч.12, ф.2 ИПТ	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	Windows Server 2008 (основной), Windows 10 Profession (резервный), УСВ-1, Рег. № 28716-05

Примечания:

1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие - владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.

2 Допускается замена устройства синхронизации времени на аналогичные утвержденных типов. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Границы основной погрешности ($\delta_{\text{осн}}$) и погрешности измерения активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации (δ) АИИС КУЭ УМП «Водоканал»							
Номер ИК	$\cos\phi$	$W_{5\%P} \leq W_{\text{Ризм}} < W_{20\%P}$		$W_{20\%P} \leq W_{\text{Ризм}} < W_{100\%P}$		$W_{100\%P} \leq W_{\text{Ризм}} < W_{120\%P}$	
		$\delta_{5\%}$, %	$\pm \delta_{5\% \text{осн}}$, %	$\delta_{20\%}$, %	$\pm \delta_{20\% \text{осн}}$, %	$\delta_{100\%}$, %	$\pm \delta_{100\% \text{осн}}$, %
1	2	3	4	5	6	7	8
5-17, 19-23 TT-0,5, TH-0,5, Сч.-0,5S	0,50	$\pm 5,8$	$\pm 5,5$	$\pm 3,4$	$\pm 3,0$	$\pm 2,8$	$\pm 2,3$
	0,80	$\pm 3,4$	$\pm 2,9$	$\pm 2,4$	$\pm 1,7$	$\pm 2,2$	$\pm 1,4$
	1,00	$\pm 2,3$	$\pm 1,8$	$\pm 1,8$	$\pm 1,2$	$\pm 1,7$	$\pm 1,0$
2, 4, 18 TT-0,5, TH-нет, Сч.-0,5S	0,50	$\pm 5,6$	$\pm 5,4$	$\pm 3,2$	$\pm 2,7$	$\pm 2,5$	$\pm 2,3$
	0,80	$\pm 3,5$	$\pm 2,8$	$\pm 2,3$	$\pm 1,5$	$\pm 2,1$	$\pm 1,4$
	1,00	$\pm 2,2$	$\pm 1,8$	$\pm 1,6$	$\pm 1,5$	$\pm 1,6$	$\pm 1,0$
1, 3 TT-0,5, TH-0,2, Сч.-0,5S	0,50	$\pm 5,7$	$\pm 5,4$	$\pm 3,3$	$\pm 2,8$	$\pm 2,6$	$\pm 2,0$
	0,80	$\pm 3,3$	$\pm 2,8$	$\pm 2,3$	$\pm 1,6$	$\pm 2,1$	$\pm 1,2$
	1,00	$\pm 2,2$	$\pm 1,8$	$\pm 1,7$	$\pm 1,1$	$\pm 1,6$	$\pm 0,9$
Границы основной погрешности ($\pm \delta_{\text{осн}}$) и погрешности измерения реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm \delta_R$) АИИС КУЭ УМП «Водоканал»							
Номер ИК	$\sin\phi$	$W_{5\%Q} \leq W_{\text{Qизм}} < W_{20\%Q}$		$W_{20\%Q} \leq W_{\text{Qизм}} < W_{100\%Q}$		$W_{100\%Q} \leq W_{\text{Qизм}} < W_{120\%Q}$	
		$\delta_{5\%}$, %	$\pm \delta_{5\% \text{осн}}$, %	$\delta_{20\%}$, %	$\pm \delta_{20\% \text{осн}}$, %	$\delta_{100\%}$, %	$\pm \delta_{100\% \text{осн}}$, %
1	2	3	4	5	6	7	8
5-17, 19-23 TT-0,5, TH-0,5, Сч.-1,0	1	$\pm 3,2$	$\pm 2,3$	$\pm 2,2$	$\pm 1,5$	$\pm 2,3$	$\pm 1,3$
	0,87	$\pm 3,7$	$\pm 2,8$	$\pm 2,5$	$\pm 1,8$	$\pm 2,4$	$\pm 1,5$
	0,6	$\pm 3,7$	$\pm 3,3$	$\pm 2,4$	$\pm 1,6$	$\pm 2,2$	$\pm 1,3$
	0,5	$\pm 4,4$	$\pm 2,5$	$\pm 5,7$	$\pm 5,3$	$\pm 3,5$	$\pm 3,0$

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8
2, 4, 18 ТТ-0,5, ТН-нет, Сч.-1,0	1	±3,1	±2,2	±2,2	±1,4	±2,3	±1,2
	0,87	±3,6	±2,8	±2,4	±1,6	±2,3	±1,3
	0,6	±5,3	±4,5	±3,0	±2,4	±2,5	±1,7
	0,5	±6,3	±5,6	±3,5	±2,9	±2,7	±2,0
1, 3 ТТ-0,5, ТН-0,2, Сч.-1,0	1	±3,2	±2,2	±2,2	±1,4	±2,3	±1,2
	0,87	±3,6	±2,8	±2,4	±1,7	±2,3	±1,3
	0,6	±4,7	±4,4	±2,9	±1,8	±4,1	±1,8
	0,5	±4,2	±3,1	±5,6	±5,2	±3,3	±2,8

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ относительно шкалы времени UTC(SU) ±5 с

Примечание:

$W_{5\%}$ – значение активной и реактивной электроэнергии при 5 % нагрузке;
 $W_{20\%}$ – значение активной и реактивной электроэнергии при 20 % нагрузке;
 $W_{100\%}$ – значение активной и реактивной электроэнергии при 100 % нагрузке;
 $W_{120\%}$ – значение активной и реактивной электроэнергии при 120 % нагрузке;
 $\delta_{5\%}$ – доверительные границы погрешности измерения активной и реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации с вероятностью $P=0,95$ при 5 % нагрузке;
 $\delta_{20\%}$ – доверительные границы погрешности измерения активной и реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации с вероятностью $P=0,95$ при 20 % нагрузке;
 $\delta_{100\%}$ – доверительные границы погрешности измерения активной и реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации с вероятностью $P=0,95$ при 100 % нагрузке;
 $\delta_{5\%осн}$ – доверительные границы основной погрешности измерения активной и реактивной электрической энергии с вероятностью $P=0,95$ при 5 % нагрузке;
 $\delta_{20\%осн}$ – доверительные границы погрешности измерения активной и реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации с вероятностью $P=0,95$ при 20 % нагрузке;
 $\delta_{100\%осн}$ – доверительные границы погрешности измерения активной и реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации с вероятностью $P=0,95$ при 100 % нагрузке.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	23
Нормальные условия:	
параметры сети:	
- напряжение, % от $U_{ном}$	от 98 до 102
- ток, % от $I_{ном}$	от 100 до 120
- частота, Гц	от 49,85 до 50,15
- коэффициент мощности, cosφ	0,8
- температура окружающей среды, °C	от плюс 15 до плюс 25
- относительная влажность воздуха при +25 °C, %	от 30 до 80

Продолжение таблицы 4

1	2
Рабочие условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности $\cos\phi(\sin\phi)$ - температура окружающей среды для счетчиков, УСВ-1, °C - температура окружающей среды для ТТ, °C - температура окружающей среды для ТН, °C - температура окружающей среды для счетчиков электрической энергии, °C - атмосферное давление, кПа - относительная влажность воздуха при +25 °C, % - частота, Гц	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк от плюс 5 до плюс 35 от минус 45 до плюс 50 от минус 45 до плюс 50 от минус 40 до плюс 60 от 80 до 106,7 от 75 до 98 от 49,6 до 50,4
Надежность применяемых в АИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 2
для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 2
для УСВ-1: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	35000 2
Глубина хранения информации: для счетчиков: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее	45 10

Надежность системных решений:

- резервирование питания ИВК с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчика и ИВК фиксируются факты:
 - 1) параметрирования;
 - 2) пропадания напряжения;
 - 3) коррекция времени.

Зашщищённость применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - 1) счётчика;
 - 2) промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - 3) испытательной коробки;
 - 4) ИВК;
- наличие защиты на программном уровне:
 - 1) пароль на счетчике;
 - 2) пароль на ИВК.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ УМП «Водоканал» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Кол., шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	4
Трансформаторы тока	ТТН-Ш	5
Трансформаторы тока	ТОП-0,66	1
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	6
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	4
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	6
Трансформаторы тока	ARM3/N2F	6
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	4
Трансформаторы тока	ТЛО-10	2
Трансформаторы тока	Т-0,66 У3	3
Трансформаторы тока	ТПЛ-10У3	4
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	4
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-10	9
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	4
Трансформаторы напряжения	VRQ2N/S2	6
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	21
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-1	1
Формуляр - Паспорт	НТАС.422231.011.ФО-ПС	1
Методика поверки	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе 06.2009.НТАС-АУ.МВИ «Методика выполнения измерений количества энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) УМП «Водоканал». Методика измерений аттестована Федеральным государственным учреждением «Российский центр испытаний и сертификации «Ростест-Москва».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия»;

ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».

ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ТЕНИНТЕР» (ООО «ТЕНИНТЕР»)
ИНН 7736587550
Адрес: 125364, г. Москва, ул. Свободы, д.48, стр.1
Юридический адрес: 119313, г. Москва, Ленинский пр-кт, д. 95
Телефон: +7 (903) 533-10-77
Факс: +7 (495) 788-48-25

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва»)
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31
Телефон: +7 (495) 332-67-77
Факс: +7 (495) 124-99-96
E-mail: nfo@rostest.ru

в части вносимых изменений

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Ивановской области» (ФБУ «Ивановский ЦСМ»)
Адрес: 153000, г. Иваново, ул. Почтовая, д. 31/42
Телефон: +7 (4932) 32-84-85
Факс: +7 (4932) 41-60-79
E-mail: post@ivcsm.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311781.